

© Т.В.Хисметов, Ф.Х.Еникеева, Б.К.Журавлев, 2014

СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ

Т.В.Хисметов¹, Ф.Х.Еникеева², Б.К.Журавлев²

1 – ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»
127422, Россия, Москва, Дмитровский пр-д, 10, корп.3,
Внешнефть, офис 28

2 – ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»
170034, Россия, г.Тверь, просп.Чайковского, 28/2, офис 22

Приведены краткие сведения о физических основах и характеристиках спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, геолого-технических условиях проведения исследований, исследовательской аппаратуре, решаемых промысловых и геологоразведочных задачах. Даны методические рекомендации по проведению геофизических исследований, подготовке скважин к работам, режимам измерений.

Импульсная нейтронная гамма-спектрометрия основана на изучении энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах химических элементов при облучении скважины и горной породы импульсами быстрых нейтронов с энергией 14 Мэв с помощью высокочастотного генератора.

Применение специализированного нейтронного генератора дает возможность в процессе регистрации и дальнейшей обработки разделить и получить с помощью высокотехнологичных интеллектуально развитых программных средств «чистые» энергетические спектры гамма-излучения различной природы возникновения. Наиболее важными являются спектры гамма-излучения, возникающего в результате неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов. Энергетические спектры ГИНР и ГИРЗ являются индивидуальными характеристиками ядрамишени. Анализ спектров позволяет оценивать содержания таких важных породообразующих элементов, как углерод (C), кислород (O), водород (H), кремний (Si), кальций (Ca), хлор (Cl), железо (Fe), сера (S), магний (Mg) и др.

Спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) относится к методам определения массового содержания породообразующих элементов. Наиболее распространенным в земной коре элементом является кислород. Горные породы состоят почти исключительно из кислородных соединений, в основном из силикатов алюминия, кальция, магния, натрия и железа. В связи с этим для многих по-

род величины отношений массовых содержаний Al/Si, Ca/Si, Fe/Si и др. изменяются в сравнительно узких пределах. Восемь элементов (O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg) составляют больше 95% всей массы земной коры.

Ниже в табл. 1 приведены средние плотности ядер (число ядер в 1см^3) различных элементов в осадочных горных породах и вероятности различных видов взаимодействия с нейтронами при двух значениях энергии. В табл. 2 представлены значения наиболее характерных энергий гамма-квантов, испускаемых ядрами элементов при неупругом рассеянии быстрых нейтронов и радиационном захвате тепловых нейтронов.

Спектр ГИНР формируется в основном из моноспектров гамма-излучения от кислорода, углерода, кремния, кальция и железа. Вклад остальных элементов незначителен, а излучение от водорода вообще отсутствует. В спектре визуально определяются пики, соответствующие наиболее интенсивным линиям гамма-излучения ядер кислорода, кремния, кальция, железа, а также углерода при достаточно большом его массовом содержании ($>10\%$). Наиболее важными энергетическими областями в спектре ГИНР с точки зрения определения нефтенасыщенности пород являются области спектра (рис. 1), соответствующие излучению углерода и кислорода. Энергетический диапазон окон охватывает, кроме основных линий углерода 4,43 Мэв и кислорода 6,13 Мэв, дополнительные линии углерода (4,43-0,511) Мэв и кислорода (6,13-0,511) Мэв, связанные с эффектом образования электрон-позитронных пар.

Таблица 1

Характеристики основных породообразующих элементов

Элементы	Среднее содержание в породе, %	Средняя плотность ядер в породе, $N \cdot 10^{-22}/\text{см}^3$			Быстрые нейтроны, $E=14,1 \text{ МэВ}$				Тепловые нейтроны, $E=0,025\text{эВ}$	
		в осадочных в целом	в карбонатных	в терригенных	Порог неупругого рассеяния, МэВ	Вероятность упругого рассеяния	Вероятность неупругого рассеяния	Вероятность поглощения	Вероятность рассеяния	Вероятность поглощения
Кислород	49,13	5,270	4,960	4,930	6,44	0,595	0,196	0,209	1,0	0
Кремний	26,00	1,360	0,058	1,490	1,90	0,552	0,254	0,287	0,91	0,09
Алюминий	7,45	0,617	0,013	0,680	-	0,435	0,453	0,111	0,856	0,144
Железо	4,20	0,095	0,006	0,113	0,86	0,530	0,402	0,068	0,808	0,192
Кальций	3,25	0,101	1,360	0,069	4,55	0,637	0,174	0,189	0,872	0,128
Натрий	2,40	0,046	0,004	0,061	0,46	0,457	0,402	0,141	0,883	0,117
Калий	2,35	0,094	0,005	0,059	2,60	0,557	0,196	0,247	0,417	0,58
Магний	2,35	0,088	0,370	0,082	1,42	0,285	0,363	0,319	0,983	0,017
Водород	1,00	-	0,060	1,000	-	1,0	0	0	0,984	0,016
Углерод	<...	0,133	1,620	0,012	4,80	0,586	0,351	0,063	1,0	0

Таблица 2

Наиболее характерные линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов и элементов конструкции скважины и скважинного прибора, наблюдаемые в регистрируемых спектрах

Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ
Водород, Н	-	2,23
Кислород, О	3,85; 6,13; 7,1	-
Углерод, С	4,43	-
Кремний, Si	1,78	3,54; 4,93
Кальций, Са	3,74; 3,90	1,94; 4,42; 5,90; 6,42
Железо, Fe	0,84; 1,25	5,92; 6,02; 7,28; 7,63; 7,65
Алюминий, Al	1,02; 3,80	1,78
Натрий, Na	0,44; 2,00; 2,7	0,47; 2,75; 3,98; 6,40
Калий, К	2,52; 2,81	0,77; 1,62; 2,07; 5,38
Магний, Mg	1,37	1,81; 2,83; 3,92
Хлор, Cl	2,50; 3,60; 4,10	1,95; 6,11; 6,62; 7,41
Бор, В	-	0,48

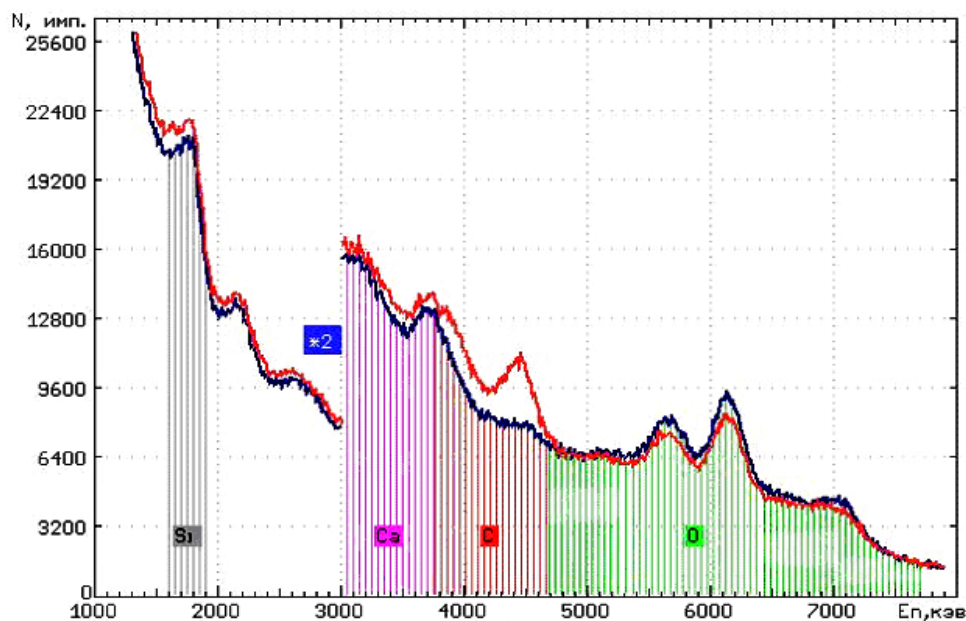


Рис. 1. Пример спектра ГИНР в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии). Аппаратура АИНК-89С

Спектр ГИРЗ в основном формируется из моноспектров водорода, кремния, кальция, хлора, железа. Вклад излучения от углерода и кислорода незначителен. Визуально в спектре ГИРЗ хорошо видны пики гамма-излучения ядер

водорода, кремния, железа, кальция, хлора. Наиболее важными энергетическими областями в спектре ГИРЗ являются интервалы, соответствующие излучению кальция, кремния, окно водорода, хлора и железа (рис. 2).

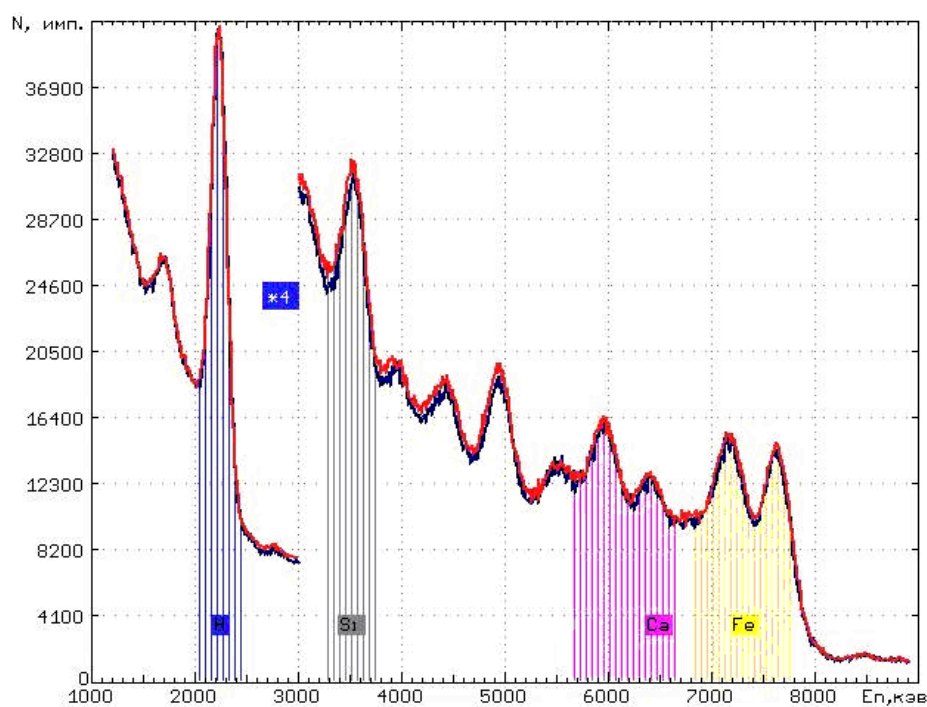


Рис. 2. Пример спектра ГИРЗ в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии). Аппаратура АИНК-89С

Нефтенасыщенная пористость по данным С/О-каротажа может определяться как:

$$K_{nn}^{C/O} = f(\Delta R_C) + \sum_{l=1}^l \Delta_{nl} \cdot V_l - \Delta_z, \quad (1)$$

где ΔR_C – разность исправленных за счет влияния условий измерений спектральных отношений («эффект» С/О), Δ_{nl} – парциальная поправка (на единицу объема породы) на влияние l -ого компонента породы, Δ_z – поправка на влияние газа.

Выбор энергетических окон и параметров петрофизического уравнения (1) осуществляется по результатам теоретического и экспериментального моделирования и обосновывается на материалах скважинных исследований. При этом учитываются особенности измерительной системы и исследуемых геологических объектов.

Применяемые различными организациями «методные» варианты обработки основаны на получении отношения скоростей счета в диапазонах энергетических спектров ГИНР, соответствующих излучениям С и О. Для коррекции величины отношения С/О на влияние вещественного состава пород и скважины по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются аналогичные отношения Ca/Si (Si/Ca) и другие. Основанная на ограниченном наборе метрологических точек процедура перехода к геологическому параметру (объемной нефтенасыщенности) в этом случае дает качественные результаты. Кроме того, к ошибкам может приводить использование для корректировки спектральных отношений опорных пластов и результатов независимых исследований.

Задача полноценного использования информации, предоставляемой ИНГКС, была актуальной с самого начала практического применения метода. Для этого на протяжении ряда лет предпринимались следующие шаги:

- а) Были проанализированы геолого-технические условия измерений на различных месторождениях нефти и газа.
- б) С учетом решаемых геологических и промысловых задач и физико-технических возможностей метода значимые (превышающие погрешность измерений геофизических параметров ЯФМ) условия были систематизированы и формализованы в виде процедур интерпретации.
- в) Обоснован набор геофизических параметров

ИНГКС и сформулированы требования к геологической информативности метода.

- г) Разработаны универсальные петрофизические уравнения для геофизических параметров ИНГКС, участвующие в комплексной интерпретации на равных с данными всех видов ГИС, проводимых в открытом и обсаженном стволе.

Не следует забывать, что большая часть месторождений на территории России эксплуатируется давно (несколько десятков лет). Ситуация с документированием разрезов, как обычно, плохая. То есть надеяться на дополнительные данные ГИС не приходится, да и применять их можно в основном только для корректировки глубин.

Таким образом, метод ИНГКС, усиленный спектрометрией естественного гамма-излучения (U, Th, K) и интегральным ИНК, часто становится единственным способом определения геологических параметров пород и флюидов и выделения коллекторов.

В табл. 3 отмечены обобщенные по площадям и месторождениям геолого-геофизические особенности отдельных нефтегазоносных регионов. Как видно из таблицы, продуктивные отложения представлены карбонатными и терригенными породами с чрезвычайно разнообразным минеральным составом. Флюиды могут состоять из сочетаний нефти, газа, газоконденсата и воды с различным содержанием солей. В табл. 4 приближенно охарактеризованы технические условия проведения скважинных исследований.

Для ядерно-физических методов (ЯФМ), включающих ИНГКС, представляют особый интерес геологические параметры, которые оказывают влияние на геологическую информативность метода и погрешность измерений. Именно в этом аспекте рассматривались геолого-технические условия проведения исследований в основных регионах добычи углеводородного сырья: Западная Сибирь, север Европейской части России, Волго-Уральская провинция и др. Во всех случаях задача сводилась к отбору наиболее существенных для ЯФМ параметров и последующей оценке (с применением аппарата имитационного моделирования) погрешности измерений и геологической информативности метода.

В результате проведенных исследований была разработана методология интерпретации данных ЯФМ, которая в качестве основных элементов включала:

- модель горной породы,
- модель условий измерений,

- петрофизические уравнения для геофизических параметров,
- представления о размерности и оптимальности геофизического пространства решения задачи и точности получаемых результатов.

Настройка элементов осуществляется для каждого конкретного района работ с учетом особенностей залежей и решаемых задач. Система и технология интерпретации приобретают законченный вид, обеспечивая высокую производительность выполняемых операций.

Разработанный подход выдвигает достаточно высокие требования к техническим средствам и технологиям измерений и особенно к параметрам применяемой аппаратуры.

В течение многих лет (с 1999 г.) мы работали с разными типами приборов, в том числе АИМС (ООО «Нефтегазгеофизика»), ЦСП-С/О-90 (ВНИИГИС), ИНГКС-95 (ЗАО ПГО «Тюмень-промгеофизика»). Перечисленные приборы являются однозондовыми, имеют диаметр, равный или превышающий 90 мм, и в определенной степени схожи по общей «идеологии» с приборами PSGT фирмы Halliburton, разработанными в конце прошлого века.

С 2004 г. начато развитие и промышленное применение аппаратуры АИНК-89С, а с 2011 г. – двухзондовой аппаратуры ИНГКС-2-73 (ВНИИА им. Н.Л.Духова). Эта аппаратура выгодно отличается от аналогов и по целому ряду характеристик соответствует предложенной технологии интерпретации. Важной особенностью АИНК-89С является повышенное число уровней квантования амплитудных спектров (1024). Это обеспечивает возможность высокоточной установки текущего значения энергетической шкалы спектрометра, что существенно влияет на качество результатов обработки. Другой особенностью аппаратуры АИНК-89С является временной режим работы генератора нейтронов с паузой 2000 мкс между высокочастотными цугами нейтронных вспышек. Это позволяет измерять как короткую (скважинную), так и длинную (пластовую) составляющую кривой временного распределения регистрируемого гамма-излучения радиационного захвата нейтронов и с минимальной погрешностью определять макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов в породе (важный параметр, существенно повышающий информативность ядерной спектрометрии).

Одним из преимуществ АИНК-89С является выполненное на высоком профессиональном уровне программно-методическое обеспе-

чение (ПО). Без преувеличения, по ряду характеристик это ПО можно считать одним из лучших в России и за рубежом. Оно включает программы контроля и управления процессом каротажа, обработки и геофизической интерпретации результатов измерений, метрологическое обеспечение, состоящее из набора стандартных спектров и зависимостей, получаемых в результате физического и математического моделирования и необходимых для корректного получения геофизических параметров с учетом влияния условий измерений.

Двухзондовый вариант ИНГКС-2-73, кроме вышеперечисленных особенностей, обеспечивает введение в анализ пространственных координат исследуемых объектов. Измерения двумя детекторами, расположенными на разном расстоянии от источника нейтронов, позволяет существенно повысить достоверность регистрируемых геофизических параметров, в том числе за счет контроля влияния технических условий измерений в скважине.

Применяемые генераторы нейтронов и новый тип детекторов на основе кристалла LaBr_3 с более высоким разрешением благоприятно сказываются на режимах измерений, производительности работ, физической корректности получаемых временных и энергетических спектров.

Преимущества аппаратуры ИНГКС-2-73 в геологическом аспекте заключаются в существенном повышении числа и качества получаемых геофизических параметров, применяемых для количественной интерпретации. Высокое энергетическое разрешение детекторов способствует более точному элементному анализу исследуемых пород. Измерения на двух зондах позволяют определить пористость пород, получить дополнительные интегральные функционалы, связанные с флюидальным составом порового пространства. В одном приборе фактически реализованы спектрометрическая и интегральная модификации ИНГК.

Габариты аппаратуры позволяют применять ее в условиях, недоступных для большинства спектрометрических приборов, – при исследованиях в «хвостовиках», в боковых стволах скважин, в скважинах и колоннах малого диаметра.

При подведении итогов цикла исследований комплексом ЯФМ обычно условно оценивается количество положительных соответствий результатов каротажа и испытаний. В терригенных коллекторах с пористостью, превышающей 15%, эта цифра (при соблюдении соответст-

вующих требований к технологии выполнения ЯФМ) изменяется в пределах 80-90% (выборка – не менее 100 скважин). В низкопоровых карбонатно-терригенных породах та же цифра условно достигает 80%.

Существует также оценка экономической эффективности ЯФМ, проводимая по результатам достаточного объема исследований на конкретном объекте (месторождении). Данные обобщаются непосредственными потребителями геофизических услуг.

Таким образом, комплекс ЯФМ, являющийся практически единственным способом определения в обсаженных скважинах геологических параметров пород и флюидов, позволяет решать большое количество промысловых и геологоразведочных задач:

- приобщение и возврат на другие объекты эксплуатации;
- выбор интервала перфорации нового объекта;

- прогнозная характеристика новых объектов разработки по общему и фазовому объему притока;
- оценка положения межфлюидальных контактов;
- определение невыработанных интервалов пластов;
- оценка степени и характера заводнения пластов;
- площадной анализ и дифференциация участков залежи по степени выработанности запасов;
- мониторинг и оптимизация процесса разработки объектов;
- уточнение постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения;
- открытие и разведка пропущенных залежей;
- расширение контуров нефтегазоносности разведанных залежей;
- переоценка запасов;
- исследование открытых стволов поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для получения данных об элементном составе горных пород.

Таблица 3

Примерная литологическая характеристика и минеральный состав горных пород и флюидов

Регион	Возраст продуктивных отложений	Литология	Минеральный состав скелета коллекторов и примеси	Тип цемента коллекторов	Минеральный состав цемента коллекторов	Основные типы коллекторов	Минерализация пластовых вод, г/л NaCl	Углеводороды в коллекторах
Западная Сибирь	мел, юра, триас, пермь, палеозой	песчаники, алевролиты, аргиллиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюда, угли, пириты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюда, кальцит, доломит	поровый	до 50	газ, конденсат, нефть
Север европейской части России	пермь, карбон, девон	песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюда, кальцит, доломит, сульфаты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюда, кальцит, доломит	поровый, трещинно-каверновый	до 250	газ, конденсат, нефть, битумы
Волго-Уральская провинция	пермь, карбон, девон	песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюда, кальциты, доломиты, сульфаты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюда, кальцит, доломит	поровый, трещинный	до 250	газ, конденсат, нефть, битумы

Таблица 4

Примерные технические условия в скважинах
(по результатам обобщения выполненных исследований ЯФМ)

Технические факторы	АИНК – 89С	ИНГКС-2-73	Σа
Номинальный диаметр скважины, мм	190-300	124-300	124-350
Количество обсадных колонн	1-2	1-2	1-2
Тип жидкости в скважине	любой	любой	любой
Плотность жидкости в скважине, г/см ³	0-2	0-2	0-2
Минерализация жидкости в скважине, г(NaCl)/л	0-300	0-300	0-300
Температура в скважине, °С	до 120	до 120	до 120
Давление в скважине, МПа	0-150	0-150	0-150
Материал обсадной колонны	любой	любой	любой
Радиогеохимическая аномалия, мкР/ч	0-200	0-200	0-200

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана П.З.Мамедов